

# 凝析气田注氮气解水锁工艺探讨

闫科举, 曾伟, 张绘, 吴剑

(中国石化西北油田分公司 雅克拉采气厂, 新疆 库车 842017)

**摘要:** 注氮气解水锁工艺是目前塔北地区凝析气田增产的一项创新试用措施。通过对注氮气解水锁工艺的原理进行阐述, 结合工程实际中已施工 4 口井的概况和效果, 对该工艺过程中常见的注入气量的确定、选井标准、施工压力曲线特征和何时结束施工等问题进行了分析和探讨。得出了有油气、有能量、有隔夹层、是水锁、是低孔低渗、无堵塞和无漏失的凝析气井适宜进行注氮气解水锁作业, 突破阶段后泵压上升至高于地层压力可结束施工等结论。

**关键词:** 水锁; 注氮气量; 选井标准; 凝析气田; 塔里木盆地北部

**中图分类号:** TE37

**文献标识码:** A

## Eliminating water lock by nitrogen injection in condensate gas field

Yan Keju, Zeng Wei, Zhang Hui, Wu Jian

(Yakela Gas Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Kuqa, Xinjiang 842017, China)

**Abstract:** The technology of eliminating water lock by nitrogen injection is an innovative trial measure in the northern Tarim condensate gas fields. This paper described the principle of the technology, and discussed some problems such as nitrogen injection volume, well selection criterion, characteristics of construction pressure curve and when to end construction combined with practical engineering case and effect of 4 wells. It is concluded that condensate gas wells with more oil and gas, energy, interlayer, water lock, low porosity and low permeability, no plug and no leakage loss are suitable for eliminating water lock by nitrogen injection. We should end construction when pump pressure is higher than formation pressure.

**Key words:** water lock; volume of nitrogen injection; well selection criteria; condensate gas field; northern Tarim Basin

对于凝析气田, 随着开采的进行, 当边底水侵入油气原孔道后, 会在油气水界面形成一个凹向油相的弯液面。由于表面张力的作用, 任何弯液面都存在一个附加压力, 也就是毛管阻力, 油气要流向井筒, 就必须克服这一毛管阻力。若储集层能量不能克服这一毛管阻力, 就不能把水的堵塞消除, 最终影响油气采收率<sup>[1]</sup>, 这种效应称为“水锁效应”。

注氮气解水锁工艺是一种有效的解除水锁伤害的增产措施。为了做到有的放矢, 更好地结合塔北地区凝析气田的实际情况, 最大化地降本增效, 有必要对该工艺在凝析气田如何更好地应用进行探讨和分析。

### 1 注氮气解水锁机理

注氮气解水锁原理是通过注入高压氮气, 补充储层能量, 突破水锁造成的渗流屏障, 驱替近井地带的水, 使氮气与地层中的凝析气形成连续相, 增加气

相渗流能力, 将低渗带的反凝析油驱替成可流动的油; 同时利用氮气良好的可压缩性和膨胀性, 在能量释放时具有良好的助排、驱替和气举作用, 这种作用有助于克服毛管力束缚, 最终恢复气井产能。

理论上, 注氮气解水锁主要分为 5 个阶段(图 1)。

(1) 在初始状态下, 凝析气井见水后, 侵入的水体在井周形成水脊, 造成近井地带发生水锁, 气相无法渗流至井筒中;

(2) 注入氮气初期, 氮气逐渐压缩井筒流体和近井地带的水脊, 并向井周径向驱替, 注气压力逐渐上升, 受气体超覆作用影响, 注入气主要沿储层顶部舌进;

(3) 当注气压力上升到一定值后, 注入压差大于水锁压力, 压力突然下降, 表明注入气突破水锁屏障, 一定程度上驱散了井周水脊, 沟通了储层远端的天然气, 增加了气相渗流能力;

(4) 注气突破后, 进入一个较为稳定的注气阶

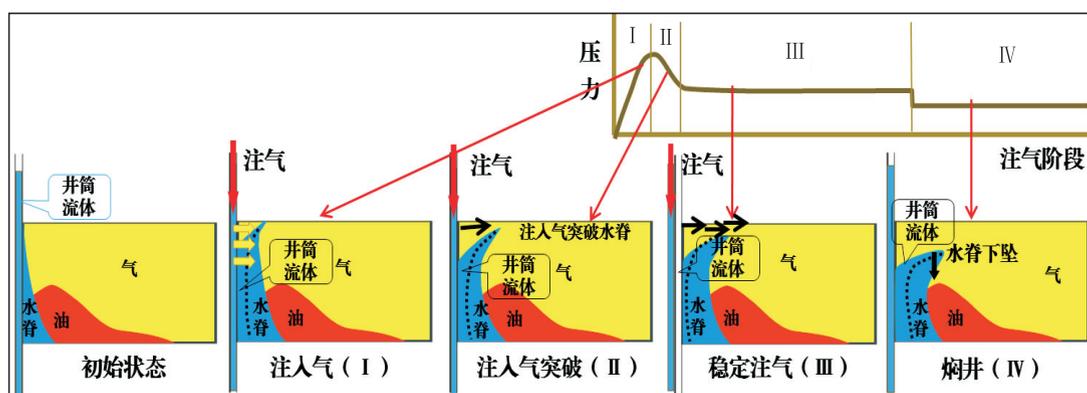


图 1 注氮气解水锁机理

Fig.1 Mechanism of eliminating water lock by nitrogen injection

表 1 塔北地区注氮气解水锁施工概况

Table 1 Construction overview of eliminating water lock by nitrogen injection

井号	储层物性	构造位置	地层压力/MPa	地层水类型	水淹级别	平均孔隙度/%	平均渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	盖夹层	剩余油饱和度/%	焖井时间/d	效果
TNH8H	中孔高渗	高部位	41.5	边水	1级	23.9	449	很少	41	30	失败
S3-1	低孔低渗	上层高部位	44.6	底水	4级	8.4	<3	较发育	52	5	成功
YK18	低孔中渗	上层高部位	42.8	边水	2级	12.0	37	较少	<45	7	失败
DLK11	低孔低渗	上层低部位	43.9	边水	2级	8.1	4	较少	<40	7	失败

段,注入压力和注入量较为稳定,井周水脊被驱散到更远的地方,气相渗流能力逐渐改善;

(5)停止注气焖井过程中,井口压力逐渐下降并和地层压力保持相对平衡,受氮气膨胀和油气水重新分异的影响,水脊被进一步压缩下坠,气相渗流能力进一步改善。

## 2 措施应用概况

目前塔北地区试用注氮气解水锁措施累计 4 井次,分别为 THN8H 井、S3-1 井、YK18 井和 DLK11 井。表 1 为施工概况总结。

### 2.1 THN8H 井

THN8H 井位于 THN1 区块气藏构造南部高部位的断层附近纯气层区,平均孔隙度为 23.9%,平均渗透率  $449 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属中孔粗喉、中—高渗的孔隙型碎屑岩储层。前期无水采油期较长(453 d),后期含水呈现暴性水淹的特征。

2013 年注入氮气  $12.67 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,邻井略受效。2014 年注入氮气  $75 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图 2a),焖井 30 d;开井累计产气  $27 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,后间开基本无产。THN8H 井注氮气解水锁基本无效。

值得一提的是,邻井 THN10H 受效,日产气量升幅最高达 40%,累计增气  $48 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,判断注入气可能沿优势通道,将井间流体推向 THN10H 井。

### 2.2 S3-1 井

S3-1 井位于轮台区块背斜凝析气藏的构造高部位,最高有效渗透率  $4.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙度 6.5%~11.6%,射孔段物性较差,属于低孔低渗储层。饱和度测井显示顶部剩余油饱和度高达 52%,生产层段水淹程度低。

2014 年 7 月注入氮气  $20.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图 2b),开井日产油 12 t,日产气  $2.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,目前累计增油 862 t,增气  $231 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,注氮气解水锁措施效果显著。

### 2.3 YK18 井

YK18 井位于雅克拉区块背斜凝析气藏的构造高部位,平均有效渗透率  $37.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙度 11.4%~15.6%,属于低孔中渗碎屑岩储层。前期发生地层不稳定出砂刺漏井口现象,修井作业中钻井液漏失  $1\ 027 \text{ m}^3$ 。

2014 年该井注氮气累计约  $7 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图 2c),开井未见产,注氮气解水锁措施失败。

### 2.4 DLK11 井

DLK11 井位于大涝坝区块斜凝析气藏的构造边部位,最高有效渗透率  $18.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙度 11.8%~15.5%。

2014 年 8 月第一次注入氮气  $16.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,注入困难。开井后见液连续,监测到天然气。因环保要求,过早进站,未能连续自喷生产。2014 年 11 月

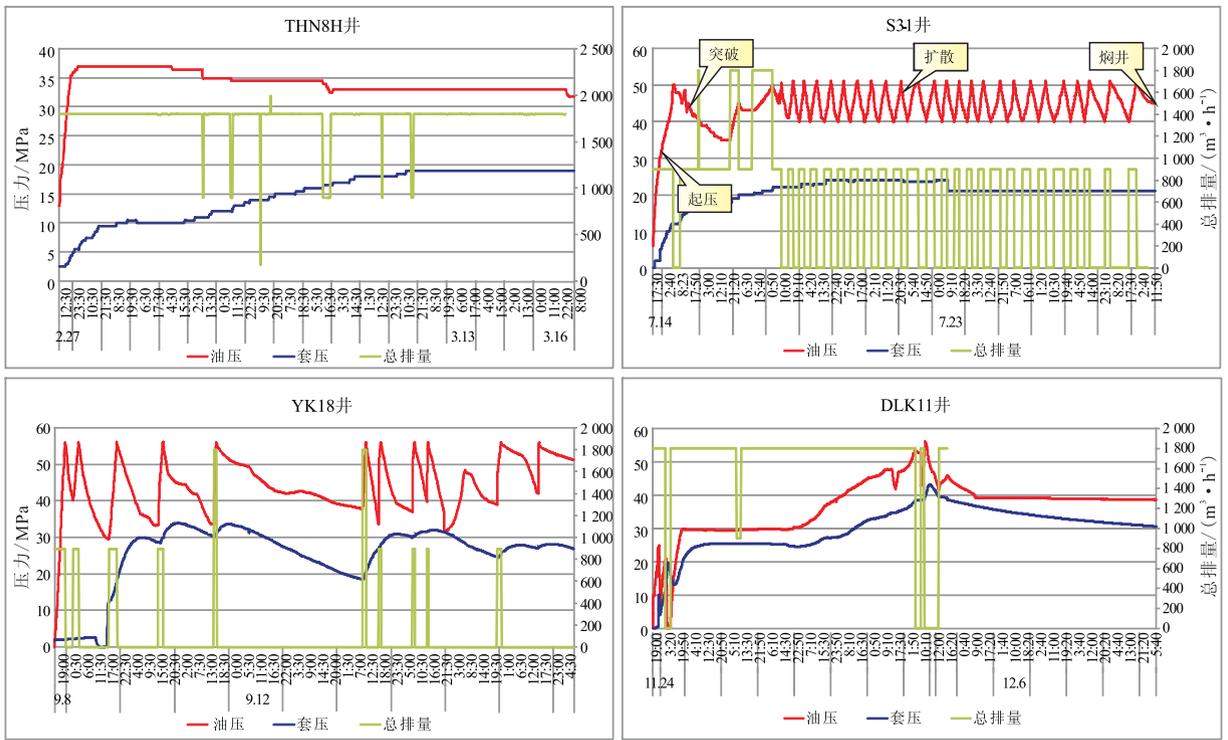


图 2 塔北地区 THN8H、S3-1、YK18、DLK11 井注氮气施工压力曲线

Fig.2 Construction pressure curves of wells THN8H, S3-1, YK18, DLK11 in the northern Tarim Basin

酸化后第二次注气(图 2d),注入氮气  $30 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,后开井因井口堵塞未见产,措施效果不明显。

又  $V_w = \pi R_p^2 H \phi C + V_h$ , 则求出地面注入氮气体量:

### 3 工艺技术探讨

$$V_0 = \frac{p_c T_0 (\pi R_p^2 H \phi C + V_h)}{T_c p_0 V_r Z_c}$$

#### 3.1 氮气注入量的确定

等摩尔数量的气体在不同温度和压力下的体积是不同的,因此氮气在地面和地层条件下的体积是不一样的。为了确定需要氮气的注入量,引入对比压力  $p_r$ 、对比温度  $T_r$  和对比体积  $V_r$  的概念。

式中:  $p_w, V_w, T_w$  分别为氮气在地层条件下的压力、体积和温度;  $p_c, V_c, T_c$  分别为氮气在临界条件下的压力、体积和温度;  $p_0, V_0, T_0$  分别为氮气在地面条件下的压力、体积和温度;  $n$  为气体物质的量;  $R$  为常数,约等于 8.314;  $Z_c$  为临界状态下氮气压缩因子;  $R_p$  为氮气驱动半径;  $H$  为油气层厚度;  $\phi$  为储层孔隙度;  $C$  为注入氮气在孔隙中的实际占有比,其值根据实际情况取 0~1.0 之间;  $V_h$  为井筒容积。这里把它算作地层状态,已考虑余量,较保守。

由于对比压力  $p_r$  和对比温度  $T_r$  已知,则由普遍化的范氏状态方程:

#### 3.2 选井标准

$$p_r = \frac{8}{3} \times \frac{T_r}{(V_r - \frac{1}{3})} - \frac{3}{V_r^2}, \text{ 可以解出 } V_r.$$

(1) 储层含油饱和度较高,且剩余能量较充足。从表 1 和施工效果不难发现,S3-1 井的剩余油气饱和度在 52%,其他 3 口井的均在 45% 以下,且 S3-1 井的地层压力是最高的。因此,当储层含油饱和度较高,且剩余地层能量较充足的停喷凝析气井,采用注氮气解水锁措施的效果比较好。

氮气在地面条件下:  $p_0 V_0 = nRT_0$

氮气在临界条件下:

$$p_c V_c = Z_c nRT_c = Z_c \frac{p_0 V_0}{T_0} T_c = p_c \frac{V_w}{V_r}$$

由上式可得出:  $V_0 = \frac{p_c T_0}{T_c p_0} \frac{V_w}{V_r Z_c}$

(2) 是低孔低渗储层,最好有隔夹层。低孔低渗储层和隔夹层能够保证注入的氮气不窜向其他层位,从而尽可能保证氮气能够径向进入深部储层,突破水锁造成的渗流压差,与地层中的凝析气

形成连续相,增加气相渗流能力。S3-1井储层物性属于低孔低渗,且隔夹层较发育,其效果就显著。

(3)是水锁或局部水淹(上层高部位),暴性水淹不适合。停喷油气井要求是水锁或局部水淹,且上层高部位效果较好。对于THN8H井,其本身已属暴性水淹,这就解释了为什么虽然注气量很大,却依然达不到效果的原因。S3-1井生产层段水淹程度低,注气效果就比较好。

(4)近井到储层深处无堵塞,漏失量少,最好无速敏。堵塞地层不仅注气时会造成泵压过大,注不进去气的施工难题,而且开井后油气也不能正常流出地面,DLK11井就是这种井筒堵塞问题而导致施工效果不理想;另外,前期钻修井作业漏失量大的储层会增加注氮气解水锁的难度,同时速敏现象也会导致在开井时砂质颗粒堵塞油气通道。YK18井前期修井液漏失量 $1\ 027\ \text{m}^3$ ,并且伴有不稳定出砂现象,不排除发生速敏的可能,因此效果也不行。

综上所述,总结为“三有二是二无”的凝析气井适合注氮气解水锁作业,即:有油气、有能量、有隔夹层、是水锁、是低孔低渗、无堵塞、无漏失的凝析气井。

### 3.3 施工压力曲线特征

以措施效果显著的S3-1井注氮气施工压力曲线为例(图2b),注氮气解水锁作业在施工过程中油压曲线大致可分为以下4个阶段。

(1)起压阶段:注气开始后,气体在井筒内集聚,压力骤然猛增。

(2)突破阶段:随着注气量和压力的增加,当井底与地层的压差超出水锁的压差后,油压开始突然下降,氮气突破地层水锁区向储层深处扩散。

(3)扩散阶段:注气量不断增加,此时压力又逐渐上升,当达到设计注气压力高限时,为安全起见,一般要求暂时停止注气,待压力扩散降低后,继续注气。如此反复,直至达到设计注气量。因此,此阶段压力曲线一般呈现出波纹状或锯齿状的特征。

(4)焖井阶段:注气完成后,焖井等待氮气扩散,此时压力逐渐下降,与地层压力平衡后,压力变化基本不大。可以据此压力预测近井与储层是否

有堵塞。焖井时间通常至焖井压力基本不变即可。

### 3.4 何时结束施工

目前注氮气施工中一般采用累计注气量达到设计要求时停止注气,注气过程中油压要求不超过极限压力。当油压达到极限压力时,暂时停止注气,待压力扩散降低后,继续注气,直至达到设计注气量。

参考国内外凝析气田的注气经验,结合塔北地区的实际注气情况,认为应采取较灵活的方法为宜,待突破阶段后,泵压上升至高于地层压力可选择适当时机结束施工。原因有以下几点:(1)氮气已经突破,继续增注能不能保证推进质量,增注的效率如何都有待研究;(2)以5 000 m的井深为例,泵压高于地层压力时,井底压力已高于地层压力8~10 MPa,亦可继续扩散;(3)持续增注导致注入压力过高,有破坏地层的风险。

## 4 结论

(1)注氮气解水锁作业,选井最重要,其直接决定措施效果的成功与否。有油气、有能量、有隔夹层、是水锁、是低孔低渗、无堵塞和无漏失的“三有二是二无”凝析气井,适宜进行该作业解除水锁恢复生产。

(2)注氮气解水锁作业前,最好把井筒的污垢和残液排出井筒。漏失严重、有出砂和速敏现象的油气井需慎重考虑进行该作业。

(3)注气施工过程油压曲线大致可分为起压阶段、突破阶段、扩散阶段和焖井阶段。焖井时间不是越长越好,至焖井压力基本不变化即可。

(4)待突破阶段后,泵压上升至高于地层压力可选择适当时机结束施工。

### 参考文献:

- [1] 刘成,付万春,朱红旺,等.低渗透油气藏氮气快速排液技术及其应用[J].油气地质与采收率,2003,10(2):60-63.
- [2] 孙永鹏,杨胜来,徐君,等.低渗油藏单井 $\text{N}_2$ 吞吐效果影响因素实验研究[J].断块油气田,2011,18(1):83-86.
- [3] 李雷寿.近井带反凝析污染解决方法的研究[D].大庆:东北石油大学,2011.

(编辑 徐文明)